

Ubicación óptima de generadores distribuidos en sistemas de distribución usando un modelo de programación no lineal entera mixta

Melissa Bermúdez Mejía - Alexandra Betancourth Rodríguez

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingenieras Electricistas

Director
M.Sc. Oscar Danilo Montoya

Co-Director
Ph.D. Alejandro Garcés Ruiz

Pereira, 20 de noviembre de 2017
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica



Nota de Aceptación

M.Sc. Oscar Danilo Montoya. Director

Ph.D. Alejandro Garcés Ruiz. Co-Director

Jurado

Pereira, 20 de noviembre de 2017

Ubicación óptima de generadores distribuidos en sistemas de distribución usando un modelo de programación no lineal entera mixta

©Melissa Bermúdez Mejía - Alexandra Betancourth Rodríguez

Pereira, 20 de noviembre de 2017

Programa de Ingeniería Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

Carrera 27 No 10-02 Barrio Alamos - Risaralda - Colombia

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesis/index.html>*

Dedicatoria

Melissa Bermúdez Mejía

Quiero dedicarle especialmente éste trabajo de grado a mi abuelita BELARMINA, ya que conté con su apoyo y amor incondicional, a mi hermano menor JONATHAN que aunque hoy no esté en cuerpo presente para compartir este momento con todos nosotros, siempre ha estado y estará en mi corazón.

A mis padres, por su comprensión, su entrega, y su apoyo constante en este proceso de formación, por brindarme todas las herramientas para lograr ser una profesional; por ser mí ejemplo de constancia y dedicación, mi fortaleza e inspiración diaria.

A mi tío Fernando, por ser un aliado incondicional en cada momento de mi vida, aconsejándome y haciéndome disfrutar todos los momentos que compartimos en familia.

Alexandra Betancourth Rodríguez

Este gran logro se lo dedico principalmente a mi familia por todo el sacrificio y esfuerzo que hicieron para formarme como persona y profesionalmente, por creer en mis capacidades, por su gran apoyo que hizo posible seguir adelante y luchar por mis ideales; especialmente a mi madre por siempre querer velar por mi futuro y a mis hermanos por siempre estar para mí en todo momento.

Agradecimientos

Melissa Bermúdez Mejía

Quiero agradecer principalmente a mi familia ya que siempre me han apoyado y me han brindado su inmenso amor pese a los momentos difíciles que se presentaron a lo largo de este proceso.

Gracias a mi compañera de grado, no solo por aceptar compartir conmigo este trabajo, sino también por la amistad tan valiosa que se forjó a lo largo de la carrera. También le agradezco a nuestro director de tesis Oscar Danilo Montoya, por su paciencia y su guía, no solo en este trabajo, sino también a lo largo de la carrera.

Alexandra Betancourth Rodríguez

Quiero agradecer a mi familia por haberme proporcionado la mejor educación y consejos de vida, por su amor incondicional y por enseñarme que con esfuerzo y dedicación todo se logra.

A mi compañera de grado, por confiar en mi y querer formar un equipo para lograr esta meta juntas y por la valiosa amistad que construimos durante la carrera.

Agradezco a todos mis profesores por compartir todos sus conocimientos y experiencias durante mi formación, especialmente a nuestro director de tesis el Ing. Oscar Danilo Montoya, por tener la paciencia para guiarnos, por brindarnos todos sus conocimientos y habernos facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas durante el desarrollo del proyecto.

Resumen

Los generadores distribuidos (GDs) son considerados fuentes renovables capaces de proporcionar una solución limpia e inteligente que contribuya a la reducción de emisiones de efecto invernadero y suplir las crecientes demandas.

Este trabajo tiene como objetivo proponer un algoritmo de programación no lineal entera mixta (PNLEM) para representar la ubicación y tamaño óptimos de los generadores distribuidos (GD) en sistemas de potencia. La implementación de este modelo matemático se realiza con el *software de optimización matemática GAMS*, a través del solver DICOPT. Se consideran varios escenarios de operación para observar principalmente el comportamiento de las pérdidas técnicas que presenta el sistema de potencia al incorporar generadores distribuidos; estos escenarios corresponden al porcentaje de penetración de potencia activa permitidos a las fuentes de GD. Con el propósito de orientar a los lectores la forma en que se ejecuta el modelo matemático, se muestra un ejemplo de implementación en GAMS de un sistema de distribución pequeño. Por último, el algoritmo propuesto se prueba en dos sistemas de distribución radial, uno de 33 nodos y el otro de 69 nodos, para realizar un análisis detallado de la respuesta que presenta cada sistema al contar con la presencia de generadores distribuidos.

El análisis comprende beneficios tales como la reducción de pérdidas técnicas, mejoramiento del perfil de tensiones y alivio de congestión donde los costos de la energía son más altos.

Índice general

Resumen	V
Índice general	VII
Índice de tablas	VIII
Índice de figuras	IX
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Específicos	4
1.4. Estado del arte	5
1.5. Organización del documento	6
2. Descripción y formulación matemática	8
2.1. Descripción del problema	8
2.2. Formulación Matemática	9
3. Metodología de la solución	12
3.1. Descripción de la metodología	12
3.2. Ejemplo de implementación	15
4. Sistemas de prueba y escenarios	18
4.1. Escenarios de simulación	18
4.2. Sistemas de prueba	19

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	VII
4.2.1. Sistema de prueba I	19
4.2.2. Sistema de prueba II	21
5. Aplicación y resultados	25
5.1. Sistema de prueba I	25
5.2. Sistema de prueba II	30
6. Conclusiones y recomendaciones	34
6.1. Conclusiones	34
6.2. Recomendaciones	35
Bibliografía	38
Apéndice	39
A. Ejemplo de implementación	40

Índice de tablas

3.1.	Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de 10 nodos	16
3.2.	Pérdidas de potencia activa para sistema de 10 nodos	16
3.3.	Ubicación y dimensionamiento de GD para sistema de 10 nodos	17
4.1.	Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba I	20
4.2.	Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba II	22
5.1.	Pérdidas de potencia activa para el sistema de prueba de 33 nodos . . .	26
5.2.	Pérdidas de potencia reactiva para el sistema de prueba de 33 nodos . .	26
5.3.	Ubicación y dimensionamiento de GD para sistema de 33 nodos	27
5.4.	Regulación de tensión para el sistema de prueba I	29
5.5.	Pérdidas de potencia activa para el sistema de prueba de 69 nodos . . .	30
5.6.	Pérdidas de potencia reactiva para el sistema de prueba de 69 nodos . .	30
5.7.	Ubicación y dimensionamiento de GDs para sistema de 69 nodos	31
5.8.	Regulación de voltaje para el sistema de prueba II	32

Índice de figuras

3.1. Diagrama de flujo de la metodología de solución	14
3.2. Diagrama monofásico para el ejemplo de aplicación de la metodología. .	15
4.1. Topología del sistema de distribución de 33 nodos.	19
4.2. Topología del sistema de distribución de 69 nodos.	21
5.1. Perfiles de voltajes para el sistema de prueba de 33 nodos bajo diferentes escenarios de simulación: (a) \mathbf{E}_1 , (b) \mathbf{E}_2 y (c) \mathbf{E}_3	28
5.2. Perfiles de voltajes para el sistema de prueba de 69 nodos bajo diferentes escenarios de simulación: (a) \mathbf{E}_1 , (b) \mathbf{E}_2 y (c) \mathbf{E}_3	33

Capítulo 1

Introducción

La dependencia mundial de los combustibles fósiles como el petróleo, carbón, gas natural e incluso nucleares como el plutonio y el uranio; que aunque pueden ser considerados relativamente abundantes pero finitos, han generado en muchos países la necesidad de iniciar una transición hacia el uso de recursos energéticos de carácter renovable, que a su vez contribuyan a la reducción de emisiones de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático que viene experimentando el planeta [1]. Para ello, los Operadores de Red (OR), a través de estrategias de expansión buscan atender las necesidades del consumo por medio de modelos de inversión a corto plazo [2]. La generación distribuida es una de las tecnologías, para satisfacer la creciente demanda de electricidad [3].

El término GD, se refiere a unidades de generación eléctrica a pequeña escala cercanas a los puntos de consumo, estas incluyen los recursos energéticos convencionales, como las turbinas de gas, los motores de combustión industrial, las pilas de combustible y los recursos de energía renovable principalmente los sistemas de energía solar y eólica [4]. La GD permite la recolección de energía de muchas fuentes y garantiza menores impactos ambientales y mayor seguridad del suministro de energía eléctrica [3]. La introducción de fuentes de GD produce un impacto significativo en el flujo de energía a través de la red, mejoramiento de los perfiles de tensión y alivio de la congestión, entre otros beneficios; sin embargo, el impacto real de estas tecnologías sobre la red eléctrica, depende de la ubicación y el dimensionamiento de las fuentes generadoras, por lo cual, se busca que la red existente o a diseñar permita conexiones de GD sin violar los límites técnicos legales o normas tales como la variación en el voltaje, el desequilibrio de fase y el límite de la corriente de falla, entre otros. [5]. Los beneficios la GD, son de carácter técnico, económico y ambiental, y se explican de la siguiente manera:

- ✓ Las ventajas técnicas comprenden la mejora de la tensión, la minimización de las pérdidas de potencia reales y reactivas, la mejora de la eficiencia del sistema, el aumento de la fiabilidad del sistema, la mejora del factor de potencia del sistema y, por lo tanto, la mejora de la calidad en la prestación del servicio.
- ✓ Los beneficios económicos incluyen la reducción de la congestión de transmisión y distribución, y la disminución en los precios de transmisión de electricidad.
- ✓ Los beneficios medioambientales constituyen la reducción de la emisión de contaminantes, disminución contaminación acústica y ahorro extra de combustible [3].

Con el creciente auge de la GD, las empresas distribuidoras necesitan incorporar nuevas herramientas de planeación para sus redes. Tradicionalmente, los estudios de planeamiento en distribución se han basado en la ampliación de la capacidad de las subestaciones, la instalación de nuevas subestaciones, el refuerzo o construcción de nuevas líneas y la reconfiguración de las redes. No obstante, en la última década se han reportado numerosos trabajos que incluyen la ubicación de nuevas unidades de GD como una alternativa dentro de los estudios de planeamiento de redes de distribución. [6]. Estudios recientes, señalan que la penetración de las unidades de GD se incrementa en todo el mundo, especialmente las fuentes de energía renovables, las cuales abastecen en más del 14 % de la demanda mundial de energía. [4].

Dado que el problema de ubicación óptima de GD es no lineal, este problema es comúnmente abordado usando técnicas de optimización metaheurísticas como los algoritmos genéticos [7] y enjambre de partículas [8]. El objetivo de este trabajo de grado, es contribuir en esta línea de investigación, para lo cual se propone un modelo de programación no lineal entero mixto, que permite encontrar la ubicación óptima de varias unidades de GD en la red. Dicho modelo considera escenarios en los cuales la compañía distribuidora puede suplir la demanda de su red, bien sea comprando energía del mercado mayorista, o instalando nuevas unidades de GD.

1.1. Planteamiento del problema

Las redes eléctricas están conformadas principalmente por sistemas de generación convencional a base de combustibles fósiles (gas natural, carbón, diésel, uranio o plutonio, etc.) y grandes centrales hidráulicas [2]. En este sentido existe una gran preocupación a nivel mundial entorno a los efectos nocivos causados por las emisiones de gases de efecto invernadero como óxido de nitrógeno o dióxido de carbono, entre otros; ya que

estas emisiones son principalmente causadas por el sistema eléctrico en conjunto con los sistemas de transporte [9]. En el caso de las centrales hidráulicas la preocupación fundamental radica en la utilización de grandes terrenos cultivables, y zonas de reserva forestal para ser inundadas y generar energía, lo cual causa grandes impactos sociales y ambientales, principalmente por el desplazamiento de comunidades de personas, así como el desplazamiento de fauna y flora, además de efectos nocivos en los cauces de los ríos [10].

Si bien es cierto que el sistema eléctrico corresponde al componente fundamental del desarrollo económico y social de los países, existen esfuerzos enormes por fomentar la utilización de recursos energéticos alternativos para abastecer la demanda energética en el mediano y largo plazo, como lo refleja el acuerdo sobre cambio climático formado en París, Francia en el 2015 [11]; estos sistemas energéticos corresponden fundamentalmente a sistemas de generación de energía con fuentes renovables.

Las tecnologías de generación alternativa que más se han popularizado, corresponden a la generación eólica y generación solar fotovoltaica, debido a su eficiencia y reducción paulatina en sus costos de inversión, operación y mantenimiento [12, 13].

La pregunta que pretende resolver esta propuesta de investigación es: ¿dónde y con que capacidad se deben dimensionar los sistemas de generación alternativa en redes de distribución para minimizar directamente o indirectamente las emisiones de gases de efecto invernadero?

El problema antes mencionado, resulta interesante por las siguientes razones:

- ✓ La importancia que han tomado las fuentes de generación alternativa en la composición de las redes eléctricas actuales.
- ✓ La evolución tecnológica impulsada por el advenimiento de las redes inteligentes.
- ✓ La complejidad matemática de su formulación, dado a que corresponde a un PNLEM de difícil solución.

En este proyecto se pretende estudiar y desarrollar un modelo matemático que represente adecuadamente el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución, considerando las restricciones clásicas del flujo de potencia, así como una función objetivo de dinamización de pérdidas técnicas. La idea fundamental es desarrollar un modelo matemático exacto que pueda ser implementado directamente en un paquete de optimización comercial como GAMS, LINGO o AMPL, entre otros.

1.2. Justificación

Debido a la creciente demanda de energía, al crecimiento constante de la población y a que cada vez se hace más difícil transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo, es de vital importancia suplir dicha demanda, pero hacerlo de una manera eficiente para la empresa distribuidora de energía, confiable para el consumidor, a bajo costo para ambas partes y garantizando el menor impacto ambiental posible [2, 9, 14, 15].

Con la inclusión de generación distribuida al sistema, se quiere garantizar una mayor confiabilidad del servicio. En el desarrollo de este trabajo, se analizan los puntos estratégicos para la ubicación de la generación distribuida, ya que se va localizar lo más cerca posible a los centros de consumo y donde exista una mayor demanda, con lo cual se pretende mejorar indicadores de calidad, confiabilidad y seguridad.

Cabe resaltar, que estamos en una época donde se debe tener conciencia de la importancia y del cuidado del medio ambiente, ya que día a día se evidencia el impacto ambiental; por lo cual la interconexión de nuevas tecnologías en las redes eléctricas actuales se ha convertido en un reto para todos los agentes del sector [11]. Aunque esta temática es de gran interés a nivel mundial, se requiere continuar realizando estudios que permitan revelar las ventajas y desventajas que tienen los recursos energéticos distribuidos cuando son integrados a la red eléctrica.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar un modelo de programación no lineal entero mixto para resolver el problema de ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de distribución.

1.3.2. Específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica asociado a la problemática de ubicación de generación distribuida en sistemas de distribución
2. Estudiar los modelos matemáticos comúnmente empleados para resolver este problema.

3. Escoger y adaptar un modelo matemático que represente adecuadamente el problema e implementarlo en el paquete de optimización comercial GAMS.
4. Realizar simulaciones para diferentes sistemas de prueba de la literatura especializada.
5. Redactar el documento final.
6. Redactar un artículo para una revista indexada por COLCIENCIAS.

1.4. Estado del arte

Para combatir los efectos nocivos de la generación de energía a base de combustibles fósiles, se han desarrollado diversas tecnologías de generación alternativa, destacándose fundamentalmente los recursos energéticos distribuidos de tipo solar y eólico [16].

Diferentes investigaciones han planteado soluciones para la integración de energías renovables dentro de los sistemas eléctricos, en busca de mejorar los aspectos técnicos de la red y disminuir los impactos ambientales causados en los procesos convencionales de generación de energía [17], como es el caso presentado en [5] se utiliza la técnica de programación secuencial cuadrática para la ubicación de generación distribuida, y el algoritmo de Branch and Bound para su dimensionamiento; como función objetivo consideran la minimización de pérdidas del sistema en la hora pico.

En [3] se propone un método analítico para la ubicación óptima de múltiples unidades de generación distribuida y un flujo de potencia óptimo para su dimensionamiento; El objetivo del trabajo es reducir las pérdidas de energía. Los autores de [18] desarrollan una metodología basada en programación lineal para determinar la ubicación y el dimensionamiento óptimo de generación distribuida. El objetivo propuesto es la maximización la generación entregada desde los generación distribuida, teniendo en cuenta las restricciones operativas clásicas de los sistemas de distribución.

Los autores de [8] presentan una metodología que permite integrar tres tipos diferentes de generación distribuida en el sistema de distribución; consideran como función objetivo las pérdidas de energía. Para resolver este problema los autores proponen la utilización de un algoritmo metaheurístico conocido como optimización de enjambre de partículas.

En [19] se propone una estrategia de optimización híbrida que combina los algoritmos de minimización conocidos como: colonia de hormigas y colonia artificial de abejas, el primero se encarga de la ubicación y el segundo del dimensionamiento de la generación

distribuida, considerando como función objetivo una combinación lineal que reduce las pérdidas de potencia activa y reactiva, las emisiones de dióxido de carbono, los costos de inversión en generación distribuida y un índice asociado a la estabilidad de tensión. Además en [20] los autores presentan un enfoque híbrido para la ubicación de múltiples unidades de generación distribuida. Para resolver el problema son combinados la técnica de optimización PSO y un método analítico para el dimensionamiento de los generadores, empleando como función objetivo la reducción de pérdidas de energía en el sistema de distribución.

En [4] presentan un método propuesto para asignar las unidades de GD en las redes de distribución utilizando el algoritmo de optimización de enjambre de gato y algoritmo paralelo de optimización de enjambre de gato. El objetivo es minimizar los costos de generación total, las pérdidas totales de potencia, las emisiones totales producidas por las unidades de generación y la mejora de la estabilidad de la tensión. Los autores validan los resultados de estos algoritmos comparándolos con otros métodos.

En [7] tienen como propósito diseñar un sistema de potencia con un nivel de confiabilidad y un perfil de voltaje aceptables, por lo que proponen un procedimiento que puede calcular la ubicación óptima para la colocación de la GD y el tamaño adecuado de la GD. El método de optimización ha sido diseñado utilizando algoritmo genético y también para cargas que varían en el tiempo.

En [21] su objetivo es minimizar las pérdidas de potencia activa y mejorar el perfil de voltajes mediante el dimensionamiento óptimo y asentamiento de múltiples GDs. El autor utiliza dos técnicas de optimización diferentes: el algoritmo basado en la enseñanza-aprendizaje y el algoritmo modificado de salto de rana mezclado que le permite determinar el tamaño y ubicación óptima de los recursos energéticos.

En la revisión del estado del arte se encontró que el problema de integración y dimensionamiento óptimo de generación distribuida, se divide en dos etapas: la primera encargada de la ubicación y la segunda de su dimensionamiento. Por lo cual en este proyecto se pretende integrar ambos sub-problemas en único problema, a través de la formulación de un modelo PNLEM que lo represente adecuadamente.

1.5. Organización del documento

Este trabajo está estructurado de la siguiente manera: en el Capítulo 2 se presenta la descripción matemática del problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en sistemas de distribución (SD). En el Capítulo 3 se presenta la metodología propuesta para resolver el problema. En el Capítulo 4 se presentan dos sistemas de prueba

para validar el modelo matemático propuesto y los escenarios de simulación que deben afrontar. Posteriormente en el Capítulo 5 se realiza la aplicación de la metodología propuesta y se analizan los resultados obtenidos. Finalmente, en el Capítulo 6 se exponen las conclusiones obtenidas de este trabajo y las propuestas sobre trabajos futuros relacionados al tema. Adicionalmente se encuentran las referencias bibliográficas y los apéndices con información de los sistemas de prueba y los códigos implementados.

Capítulo 2

Descripción y formulación matemática

2.1. Descripción del problema

En los últimos años, el sector eléctrico ha mostrado un interés por la GD debido a diversos factores como: avances en las tecnologías de generación a pequeña escala y una renovada conciencia ecológica. La GD es la generación de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de consumo, con la opción de comprar o vender energía eléctrica con el sistema interconectado o trabajar aisladamente.

La GD brinda múltiples beneficios para la seguridad energética, dado que puede emplear tecnologías renovables (*RETs, Renewable Energy Technologies*). Las RETs disminuyen la probabilidad de tener desbalances presentes desde los puntos de generación y la demanda a largo, mediano y corto plazo, puesto que apoyan el sistema eléctrico en situaciones inesperadas que afectan la continuidad del suministro de energía eléctrica y el buen funcionamiento del mercado eléctrico. Gracias a que la GD, se encuentra conectada cerca de los centros de consumo, no necesita las redes de transmisión y en caso de un evento en que se desconecte, parcial o totalmente el sistema interconectado de potencia, la GD puede ser clave para mitigar las consecuencias económicas y sociales que trae consigo un apagón. Además, la GD puede aumentar la seguridad, calidad y confiabilidad a través de la provisión de servicios complementarios como lo son el control de tensión y el arranque autónomo [22].

A pesar de todos los beneficios anteriores, se debe tener en cuenta que la instalación de GD sobre la red de distribución posee grandes desafíos técnicos que requieren un

estudio detallado de la tecnología y la topología de la red, con el fin de evitar problemas relacionados con calidad de potencia, entre los más comunes, están los problemas de armónicos y flikers, según el tipo de tecnología, el dimensionamiento y la ubicación donde se pretenda instalar. Aunque la GD puede mitigar los efectos de un apagón por estar más cerca a los centros de consumo, una mala práctica operativa puede crear problemas de estabilidad del sistema, ya que cuando el sistema eléctrico sale de servicio por fallas en la red, pueden presentarse desbalances en potencia activa, reactiva y carga, las cuales pueden ocasionar daño en equipos, pérdidas de elementos del sistema y colapsos por frecuencia y tensión [22].

Las limitaciones destacadas en el desarrollo de la GD aparecen ligadas a factores económicos, ya que las plantas distribuidoras son plantas con una capacidad de generación que no superan los 20 MW, por lo tanto, si no existen incentivos por parte del regulador, es muy difícil que pueden competir con las plantas convencionales donde el costo marginal es muy bajo [22].

Este documento se enfocará en la ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en sistemas de distribución radiales, con el fin de minimizar las pérdidas en la red, empleando un modelo de programación no lineal entero mixto PNLEM.

2.2. Formulación Matemática

El reparto óptimo de cargas tiene un rol importante en la operación de sistemas eléctricos ya que consiste en determinar la producción de potencia de cada generador de modo que toda la demanda se satisface al tiempo que se respetan las restricciones propias de la red, con el objetivo de mejorar alguna medida de desempeño del sistema [23].

Para representar el problema de ubicación óptimo de GD en sistemas de distribución se emplea un modelo de optimización PNLEM que considera como función objetivo la minimización de pérdidas técnicas durante la hora pico y para la correcta operación del sistema de distribución se consideran como restricciones algunas características técnicas y operativas de la red. En las ecuaciones de (2.1) a (2.10) se representa el modelo matemático para un despacho óptimo de cargas considerando recursos de GD.

La función objetivo representada en (2.1) corresponde a la minimización de las pérdidas totales de potencia activa, la cual esta en función de la magnitud y ángulo tanto de la admitancia de las líneas que dependen de la topología de la red como de las tensiones presentes en cada nodo.

$$\text{mín } z = \sum_{i \in \Omega_N} V_i \left(\sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \right) \quad (2.1)$$

donde z representa la función objetivo asociada a las pérdidas de potencia activa en los tramos de la red, V_i y V_j corresponden a la magnitud de los voltajes en los nodos i y j , respectivamente, Y_{ij} representa la magnitud de la admitancia del tramo de red ij , θ_i y θ_j son los ángulos de las tensiones en los nodos i y j , respectivamente, y ϕ_{ij} representa el ángulo de la admitancia del tramo de red ij . Adicionalmente, Ω_N hace referencia al conjunto que contiene todos los nodos del sistema.

Las ecuaciones (2.2) y (2.3) corresponden a las restricciones de igualdad que representan el balance de potencia activa y reactiva neta en cada uno de los nodos.

$$P_i^{GC} + P_i^{GD} - P_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.2)$$

$$Q_i^{GC} + Q_i^{GD} - Q_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.3)$$

donde P_i^{GC} representa la potencia activa entregada por el generador convencional en el nodo i , P_i^{GD} corresponde a la potencia activa entregada por la unidad de generación distribuida en el nodo i , P_i^D denomina la potencia activa demandada en el nodo i . De manera análoga, Q_i^{GC} representa la potencia reactiva generada de forma convencional en el nodo i , Q_i^{GD} corresponde a la potencia reactiva entregada por la unidad de generación distribuida en el nodo i y Q_i^D denomina la potencia reactiva demandada en el nodo i .

Para mantener la calidad del servicio y la calidad del sistema, se determinan las condiciones máximas y mínimas de regulación de tensión en cada nodo, como se muestra en (2.4).

$$V_i^{\text{mín}} \leq V_i \leq V_i^{\text{máx}} \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.4)$$

donde $V_i^{\text{mín}}$ es el limite inferior de tensión permitida en el nodo i y $V_i^{\text{máx}}$ el limite superior permitida de tensión en el nodo i .

Además los generadores tienen límites máximos y mínimos que representan las capacidades que poseen de potencia activa y reactiva para suplir las necesidades que tiene el sistema, estos se presentan en las ecuaciones (2.5) y (2.6) respectivamente.

$$0 \leq P_i^{GC} \leq P_i^{GC, \text{máx}} \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.5)$$

$$0 \leq Q_i^{GC} \leq Q_i^{GC, \text{máx}} \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.6)$$

donde $P_i^{GC, \text{máx}}$ se refiere al límite máximo de potencia activa permitida por el generador convencional en el nodo i y de forma semejante $Q_i^{GC, \text{máx}}$ se refiere al límite máximo de potencia reactiva permitida por el generador convencional en el nodo i .

En (2.7) se definen los límites de potencia activa capaces de producir los recursos de GD en el nodo i requerido.

$$0 \leq P_i^{GD} \leq x_i P_i^{GD, \text{máx}} \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.7)$$

donde x_i corresponde a la variable binaria de decisión que toma el valor de 1 al ubicar un GD en el nodo i y el valor de cero sino es necesario y $P_i^{GD, \text{máx}}$ representa el límite máximo de generación de potencia activa para GD.

Por otro lado, en (2.8) se define el porcentaje de potencia activa que puede suplir la GD con respecto a la demanda total del sistema.

$$\sum_{i \in \Omega_N} x_i P_i^{GD} \leq \alpha \sum_{i \in \Omega_N} P_i^D \quad (2.8)$$

donde α indica el porcentaje (%) de penetración permitido de GD en el sistema de distribución.

Por último, las expresiones (2.9) y (2.10) definen la cantidad máxima permitida de GD a ubicar en el sistema y la característica binaria de las variables de decisión de ubicación de GD.

$$\sum_{i \in \Omega_N} x_i \leq N_{dis}^{GD} \quad (2.9)$$

$$x_i \in \{0, 1\} \quad \{\forall i \in \Omega_N\} \quad (2.10)$$

donde N_{dis}^{GD} corresponde al número máximo de GD que se puede situar dentro de la red.

Capítulo 3

Metodología de la solución

En este capítulo se describe la metodología propuesta para solucionar el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en sistemas de distribución de energía eléctrica, la cual emplea como técnica de solución del modelo PNLEM propuesto en el capítulo 2.

3.1. Descripción de la metodología

El modelo propuesto para la descripción de este trabajo se aplica teóricamente a cualquier sistema eléctrico de potencia, con el fin de analizar el comportamiento de la red dependiendo del número de GDs y su porcentaje de penetración. Para este caso se emplearon dos sistemas de prueba de distribución radial.

Para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD, se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Implementación en GAMS
 1. Se escribe el modelo matemático presentado en el conjunto de ecuaciones (2.1) a (2.10).
 2. Se selecciona el escenario de simulación de interés.
 3. Se emplea el solver DICOPT que sirve para resolver problemas de programación no lineal entera mixta, disponible en el paquete de optimización GAMS.
 4. Se imprimen y analizan los resultados obtenidos.

- Implementación en MATLAB

1. Se implementan los mismos sistemas de prueba simulados previamente en GAMS, ingresando los mismos porcentajes de variación y la misma cantidad de GD a una plantilla con el fin de obtener información de las pérdidas y del nodo donde se dan los peores niveles de tensión.
2. Se resuelve el problema de flujo de potencia empleando el paquete de optimización para problemas no lineales *fmincom* y se evalúa la función objetivo, tomando como entradas las potencias de los GD que se obtuvieron en GAMS.
3. Se comparan las pérdidas obtenidas con el modelo implementado en GAMS y MATLAB

En la Fig. 3.1 se presenta el diagrama de flujo que resume los pasos seguidos durante las simulaciones y que sirven como guía para validar el modelo de programación propuesto.

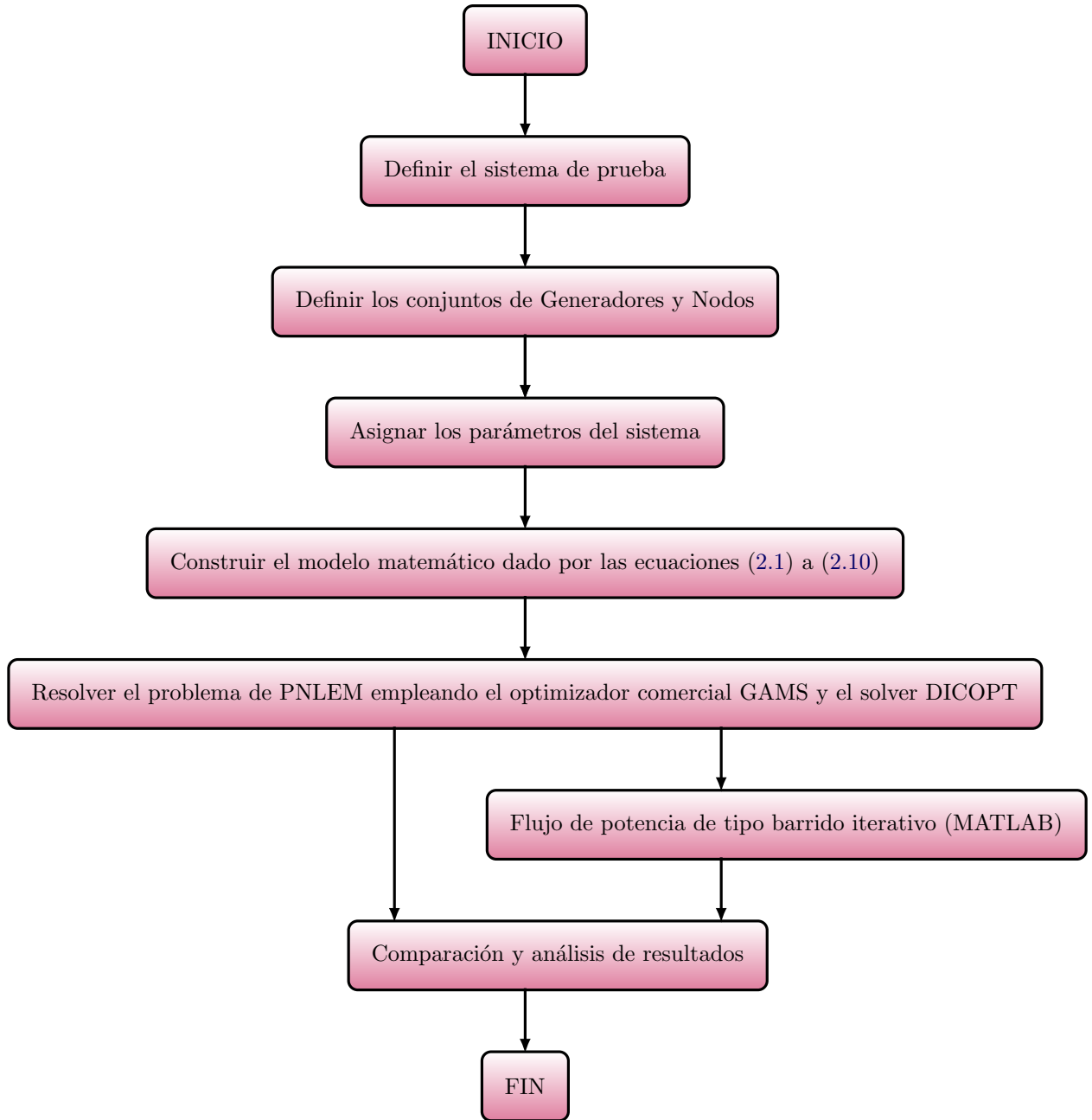


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología de solución

Es de resaltar que todas las simulaciones se realizaron bajo el entorno de *Windows 7 professional* empleando el software MATLAB y el GAMS, los cuales cuentan con licencia institucional de la **Universidad Tecnológica de Pereira**.

3.2. Ejemplo de implementación

La idea principal de ésta sección, es implementar el modelo matemático presentado en el capítulo 2 usando el paquete de optimización GAMS.

Considérese una red de distribución radial, la cual contiene 10 nodos y 9 líneas operando con niveles de tensión de 23 kV, un generador convencional (GC) ubicado en el nodo 1, la potencia activa y reactiva demandada por las cargas es de 12.368 MW y 4.186 MVar respectivamente, como se muestra en la Fig. 3.2.

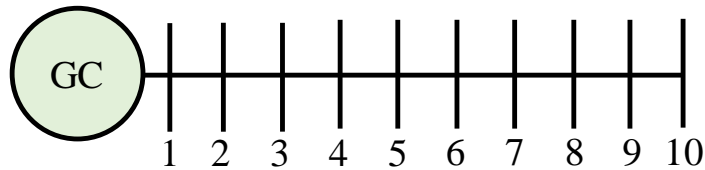


Figura 3.2: Diagrama monofásico para el ejemplo de aplicación de la metodología.

En la Tabla 3.1, se muestran los parámetros de los tramos de red y demanda pico del sistema de 10 nodos:

Tabla 3.1: Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de 10 nodos

Nodo i	Nodo j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_i^D [kW]	P_i^D [kVAr]
1	2	0.1233	0.4127	1840	460
2	3	0.2467	0.6051	980	340
3	4	0.7469	1.2050	1790	446
4	5	0.6984	0.6084	1598	1840
5	6	1.9837	1.7276	1610	600
6	7	0.9057	0.7886	780	110
7	8	2.0552	1.1640	1150	60
8	9	4.7953	2.7160	980	130
9	10	5.3434	3.0264	1640	200

Para orientar la forma como es implementado el sistema de distribución mencionado anteriormente, donde se tiene como objetivo minimizar la función z , que en este caso corresponde a las pérdidas de operación; se considera un escenario de simulación donde se permite una penetración de GD del 60 % de la demanda total de la red por medio de 2 generadores¹.

En la Tabla 3.2 se puede observar los resultados obtenidos en el caso anterior.

Tabla 3.2: Pérdidas de potencia activa para sistema de 10 nodos

Escenario	Pérdidas potencia activa [kW]	Pérdidas potencia reactiva [kVAr]
60 %	95	139.3

Sin la presencia de generadores distribuidos en el sistema de distribución radial, las pérdidas de potencia activa y reactiva que entrega el sistema es de 859 kW y de 1044 kVAr, respectivamente. Cuando se integran dos GDs en la red con capacidad de suplir el 60 % de la demanda de potencia activa, se produce una reducción de 88.94 % en pérdidas de potencia activa y de 86.65 % en pérdidas de potencia reactiva, esta reducción equivale a 764 kW y 904.7 kVAr, respectivamente.

También se presenta un incremento en el perfil de tensión cuando hay presencia de generadores distribuidos, ya que con la ausencia de ellos el nodo con menor nivel de tensión es el nodo 10 con 0.832 p.u y al instalar los dos GDs el nodo con menor nivel de

¹La implementación del modelo matemático en el sistema de distribución de 10 nodos fue realizada en el software GAMS con la versión 21.2 y se encuentra en el apéndice A de este documento.

tensión es el 9 con 0.963 p.u. Lo mencionado anteriormente quiere decir, que la óptima ubicación y tamaño de los GDs mejoran la calidad del servicio.

Tabla 3.3: Ubicación y dimensionamiento de GD para sistema de 10 nodos

Escenario % GD	Cantidad de GD		Localización y tamaño
	2		
60 %	N6	N10	Nodo
	4871.5	2549.3	Capacidad [kW]

Capítulo 4

Sistemas de prueba y escenarios

En este capítulo se presentan dos sistemas de pruebas de la literatura especializada [24], con el fin de comprobar su validez y considerando algunos escenarios de simulación.

4.1. Escenarios de simulación

Con el objetivo de verificar que el modelo matemático propuesto trabaja de forma eficiente en la ubicación óptima de GD en diferentes situaciones operacionales, se plantean 3 escenarios de simulación:

- **Escenario 1:** En este escenario se permite una penetración de GD del 20 % de la demanda total de potencia activa.
- **Escenario 2:** Para este escenario se cuenta con una capacidad instalada en GDs del 40 % de la potencia activa que requiere suplir el sistema.
- **Escenario 3:** Se considera que la red eléctrica cuenta con una cantidad de GD capaz de producir el 60 % de la demanda de potencia activa que necesita la red.

Adicionalmente hay algunas consideraciones que se deben tener en cuenta:

- Los generadores distribuidos trabajan a un factor de potencia igual a uno, es decir, que solo generan potencia activa.
- Cada recurso de GD tiene una capacidad de generar potencia activa menor o igual al porcentaje de penetración permitido en cada escenario.

- Para cada escenario de simulación se considera la posibilidad de instalar de 1 a 3 generadores distribuidos.
- Los valores base empleados para ambos sistemas de prueba corresponden a una potencia base de 100 kVA y una tensión base de 12.66 kV.
- La desviación máxima de voltaje permitida corresponde a $\pm 10\%$, es decir, $0.9 \leq V_i \leq 1.1$ para cada uno de los nodos que pertenece al conjunto que contiene todos los nodos del sistema, donde se utiliza el nodo slack como el nodo de referencia con $V_1 = 1.0$ p.u y $\theta_1 = 0$ rad.

4.2. Sistemas de prueba

4.2.1. Sistema de prueba I

Es un sistema de distribución radial que consta de 33 nodos. Como se muestra en la Fig. 4.1, este está alimentado por un único generador convencional ubicado en el nodo 1, capaz de abastecer la demanda total del sistema que es equivalente a una potencia activa de 3715 kW y una reactiva de 2300 kVAr. El nivel de voltaje en la red es de 12.66 kV. En la Tabla 4.1 se presentan todos la información de las líneas y demanda pico en cada nodo.

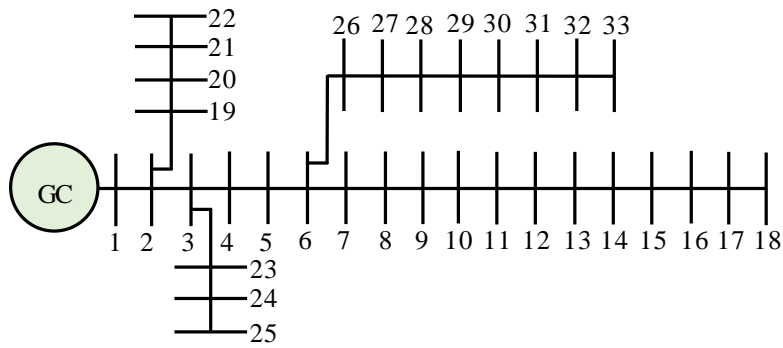


Figura 4.1: Topología del sistema de distribución de 33 nodos.

Tabla 4.1: Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba I

Nodo i	Nodo j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_i^D [kW]	Q_i^D [kVAr]
1	2	0.0922	0.0477	100	60
2	3	0.4930	0.2511	90	40
3	4	0.3660	0.1864	120	80
4	5	0.3811	0.1941	60	30
5	6	0.8190	0.7070	60	20
6	7	0.1872	0.6188	200	100
7	8	0.7114	0.2351	200	100
8	9	1.0300	0.7400	60	20
9	10	1.0400	0.7400	60	20
10	11	0.1966	0.0650	45	30
11	12	0.3744	0.1238	60	35
12	13	1.4680	1.1550	60	35
13	14	0.5416	0.7129	120	80
14	15	0.5910	0.5260	60	10
15	16	0.7463	0.5450	60	20
16	17	1.2890	1.7210	60	20
17	18	0.7320	0.5740	90	40
2	19	0.1640	0.1565	90	40
19	20	1.5042	1.3554	90	40
20	21	0.4095	0.4784	90	40
21	22	0.7089	0.9373	90	40
3	23	0.4512	0.3083	90	50
23	24	0.8980	0.7091	420	200
24	25	0.8960	0.7011	420	200
6	26	0.2030	0.1034	60	25
26	27	0.2842	0.1447	60	25
27	28	1.0590	0.9337	60	20
28	29	0.8042	0.7006	120	70
29	30	0.5075	0.2585	200	600
30	31	0.9744	0.9630	150	70
31	32	0.3105	0.3619	210	100
32	33	0.3410	0.5302	60	40

4.2.2. Sistema de prueba II

Es un sistema de distribución radial que consta de 69 nodos como muestra la Fig. 4.2. Así como el sistema de prueba I, este también está alimentado por un único generador convencional ubicado en el nodo 1, capaz de abastecer la demanda total de potencia activa y reactiva de 3890.67 kW y 2693.6 kVAr, respectivamente. El nivel de voltaje en la red es de 12.66 kV. En la Tabla 4.2 se presentan todos la información de las líneas y demanda pico en cada nodo.

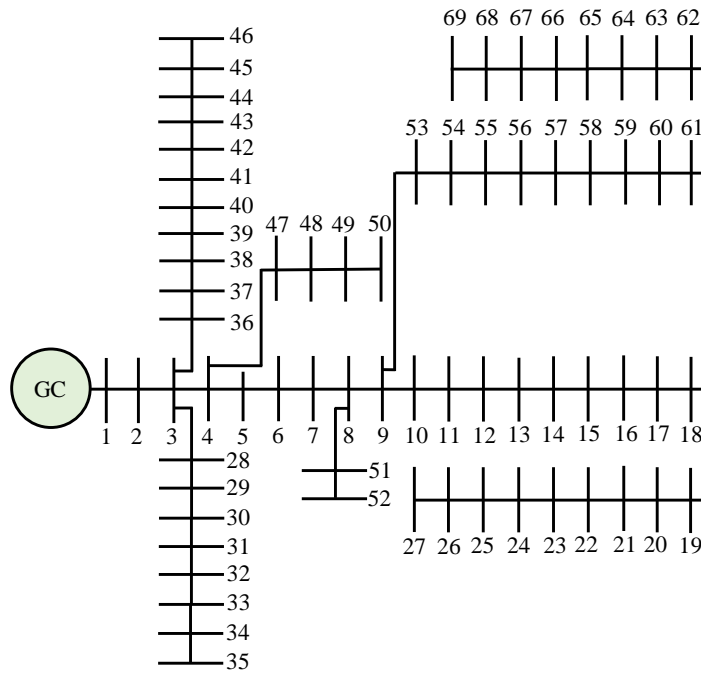


Figura 4.2: Topología del sistema de distribución de 69 nodos.

Tabla 4.2: Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba II

Nodo i	Nodo j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_i [kW]	Q_i [kVAr]
1	2	0.0005	0.0012	0	0
2	3	0.0005	0.0012	0	0
3	4	0.0015	0.0036	0	0
4	5	0.0215	0.0294	0	0
5	6	0.3660	0.1864	2.6	2.2
6	7	0.3810	0.1941	40.4	30
7	8	0.0922	0.0470	75	54
8	9	0.0493	0.0251	30	22
9	10	0.8190	0.2707	28	19
10	11	0.1872	0.0619	145	104
11	12	0.7114	0.2351	145	104
12	13	1.0300	0.3400	8	5
13	14	1.0440	0.3400	8	5
14	15	1.0580	0.3496	0	0
15	16	0.1966	0.0650	45	30
16	17	0.3744	0.1238	60	35
17	18	0.0047	0.0016	60	35
18	19	0.3276	0.1083	0	0
19	20	0.2106	0.0690	1	0.6
20	21	0.3416	0.1129	114	81
21	22	0.0140	0.0046	5	3.5
22	23	0.1591	0.0526	0	0
23	24	0.3463	0.1145	28	20
24	25	0.7488	0.2475	0	0
25	26	0.3089	0.1021	14	10
26	27	0.1732	0.0572	14	10
3	28	0.0044	0.0108	26	18.6
28	29	0.0640	0.1565	26	18.6
29	30	0.3978	0.1315	0	0
30	31	0.0702	0.0232	0	0

Continuación ...

Tabla 4.2: Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba II (continuation)

Nodo i	Nodo j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_i [kW]	Q_i [kVAr]
31	32	0.3510	0.1160	0	0
32	33	0.8390	0.2816	10	10
33	34	1.7080	0.56460	14	14
34	35	1.4740	0.4873	4	4
3	36	0.0044	0.0108	26	18.55
36	37	0.0640	0.1565	26	18.55
37	38	0.1053	0.1230	0	0
38	39	0.0304	0.0355	24	17
39	40	0.0018	0.0021	24	17
40	41	0.7283	0.8509	102	1
41	42	0.3100	0.3623	0	0
42	43	0.0410	0.0478	6	4.3
43	44	0.0092	0.0116	0	0
44	45	0.1089	0.1373	39.22	26.3
45	46	0.0009	0.0012	39.22	26.3
4	47	0.0034	0.0084	0	0
47	48	0.0851	0.2083	79	56.4
48	49	0.2898	0.7091	384.7	274.5
49	50	0.0822	0.2011	384.7	274.5
8	51	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	52	0.3319	0.1140	3.6	2.7
9	53	0.1740	0.0886	4.35	3.5
53	54	0.2030	0.1034	26.4	19
54	55	0.2842	0.1447	24	17.2
55	56	0.2813	0.1433	0	0
56	57	1.5900	0.5337	0	0
57	58	0.7837	0.2630	0	0
58	59	0.3042	0.1006	100	72
59	60	0.3861	0.1172	0	0
60	61	0.5075	0.2585	1244	888

Continuación ...

Tabla 4.2: Datos de tramos de red y demanda pico del sistema de prueba II (continuation)

Nodo i	Nodo j	R_{ij} [Ω]	X_{ij} [Ω]	P_i [kW]	Q_i [kVAr]
61	62	0.0974	0.0496	32	23
62	63	0.1450	0.0738	0	0
63	64	0.7105	0.3619	227	162
64	65	1.0000	0.5302	59	42
65	66	0.2012	0.0611	18	13
66	67	0.0047	0.0014	18	13
67	68	0.7394	0.2444	28	20
68	69	0.0047	0.0016	28	20

Capítulo 5

Aplicación y resultados

En éste capítulo se muestran los resultados obtenidos al implementar el modelo PNLEM en los dos sistemas de prueba que se componen de 33 y 69 nodos mediante el software de optimización matemática GAMS, adaptando cada uno de los escenarios de simulación, con el propósito de disminuir las pérdidas técnicas mediante la localización óptima de GDs dentro de la red. Luego se emplea la herramienta MATLAB con el fin de comparar los resultados con la solución dada por un método clásico de flujo de potencia de tipo barrido iterativo y para determinar los perfiles de tensión.

5.1. Sistema de prueba I

Este sistema de prueba presenta unas pérdidas de potencia activa y reactiva de 210.99 kW y 143.128 kVAr, respectivamente en el caso base, es decir, sin presencia de la operación de GDs en la red. También presenta el nivel de tensión más bajo en el nodo 18 con un valor de 0.9038 p.u.

Al realizar las simulaciones de los 3 escenarios de operación, en las Tablas 5.1 y 5.2 se observa el comportamiento de las pérdidas de potencia activa (P) y reactiva (Q), y se presenta la diferencia porcentual promedio entre las soluciones dadas por cada una de las herramientas de simulación GAMS y MATLAB para cada escenario.

Tabla 5.1: Pérdidas de potencia activa para el sistema de prueba de 33 nodos

Escenario	Pérdidas de potencia activa [kW]			Pérdidas de potencia activa [kW]			Dif.
	Nºde GDs (GAMS)			Nºde GDs (MATLAB)			
	1	2	3	1	2	3	%
E₁	143.2	134.7	134.3	139.14	130.62	130.21	2.9698
E₂	124.7	98.4	96.5	120.60	94.30	92.49	3.8699
E₃	116.8	93.1	81.1	112.78	89.03	77.03	4.2773

Como se puede apreciar en las Tablas 5.1 y 5.2 los dos softwares presentan resultados muy similares y confiables. Sin embargo, MATLAB utiliza un entorno gráfico que facilita en la presentación y análisis de los resultados, por lo cual, se considera más apropiado para realizar dichos análisis debido a efectos de visualización.

Tabla 5.2: Pérdidas de potencia reactiva para el sistema de prueba de 33 nodos

Escenario	Pérdidas potencia reactiva [kVAr]			Pérdidas potencia reactiva [kVAr]			Dif.
	Nºde GDs (GAMS)			Nºde GDs (MATLAB)			
	1	2	3	1	2	3	%
E₁	93.1	87	86.6	92.82	86.98	86.56	0.123
E₂	83.1	64	62.1	82.68	63.55	61.67	0.633
E₃	84	60.6	54.7	82.68	61.93	52.84	2.388

En el **E₁** cuando se integra al sistema un solo GD, se generan pérdidas de potencia activa de 139.14 kW y de potencia reactiva de 92.82 kVAr, ocasionando una reducción en las pérdidas del 34.05 % y 35.15 % respectivamente, que equivalen a 71.85 kW y 50.308 kVAr. Es importante tener en cuenta que en cada uno de los escenarios se realiza un aumento paulatino en el número de GDs instalados en el sistema.

Al momento de emplear 2 generadores distribuidos, en el **E₂** se logra un aumento en la reducción de pérdidas técnicas del sistema, con un porcentaje de 44.69 % en potencia activa y de 44.40 % en potencia reactiva que corresponden a una disminución de 116.69 kW y 81.458 kVAr.

Para dar continuidad, en el **E₃** al momento de aumentar el número de GDs a 3 dentro de la red, ubicados de forma estratégica en los nodos 13, 25 y 30 y con un dimensionamiento de potencia activa de 745.9kW, 545.3kW y 937.8 kW como muestra la Tabla 5.3, causan la máxima reducción de pérdidas técnicas de todos los escenarios con porcentajes de 63.49 % y 63.08 % en potencia activa y reactiva, respectivamente.

Analizando el comportamiento del sistema en cada escenario, se evidencia que el impacto generado por la integración de GDs y el porcentaje de penetración de los mismos influye directamente en la minimización de las pérdidas técnicas, en otras palabras, a medida que se aumenta el número de GDs y el porcentaje de penetración en el sistema, menores serán las pérdidas.

Por otra parte, si bien es cierto que los generadores distribuidos solo suministran potencia activa al sistema, es posible darse cuenta que no solo contribuyen con la disminución de pérdidas de dicha naturaleza, sino también con la reducción considerable de pérdidas de potencia reactiva. La disminución de pérdidas de potencia reactiva se debe a la integración de GDs en la red, mejorando claramente los perfiles de tensión, por consiguiente, la diferencia entre las tensiones de los nodos son cada vez más pequeñas, haciendo que las corrientes que fluyen por las líneas disminuyan y así permitir que las pérdidas por efecto Joule se minimicen.

La Tabla 5.3 identifica la localización y dimensionamiento de cada uno de los generadores distribuidos que permiten obtener la solución más óptima en la minimización de las pérdidas para cada escenario.

Tabla 5.3: Ubicación y dimensionamiento de GD para sistema de 33 nodos

Escenario	Número de GDs						Localización y tamaño
	1	2		3			
E₁	N14	N16	N31	N13	N17	N31	Nodo
	743	404.9	338.1	200.7	227.5	314.9	Capacidad [kW]
E₂	N8	N13	N31	N8	N14	N31	Nodo
	1486	721.9	764.1	293.3	540.8	651.9	Capacidad [kW]
E₃	N7	N13	N28	N13	N25	N30	Nodo
	2229	800.5	1362.2	745.9	545.3	937.8	Capacidad [kW]

En la Tabla anterior se evidencia que los GDs entregan satisfactoriamente la cantidad de potencia activa que se les permite inyectar al sistema según cada escenario planteado; además se demuestra que la distribución de su capacidad se hace de manera uniforme, sin importar el número de GDs instalados. Por ejemplo, en el **E₃** cuando se cuenta con la presencia de un generador, la potencia entregada es de 2229 kW, con dos generadores se tiene una capacidad inyectada de 800.5kW y 1362.2kW y por último con tres generadores, se suministran potencias de 745.9 kW, 545.3 kW y 937.8 kW, respectivamente. Con la presencia de dos o tres GDs, la potencia total que se trasmite al sistema también es de 2229 kW, equivalente al 60 % de la demanda total de potencia

activa.

Posteriormente, la Fig. 5.1 expone todos los perfiles de voltajes de todos los nodos del sistema y para cada uno de los escenarios.

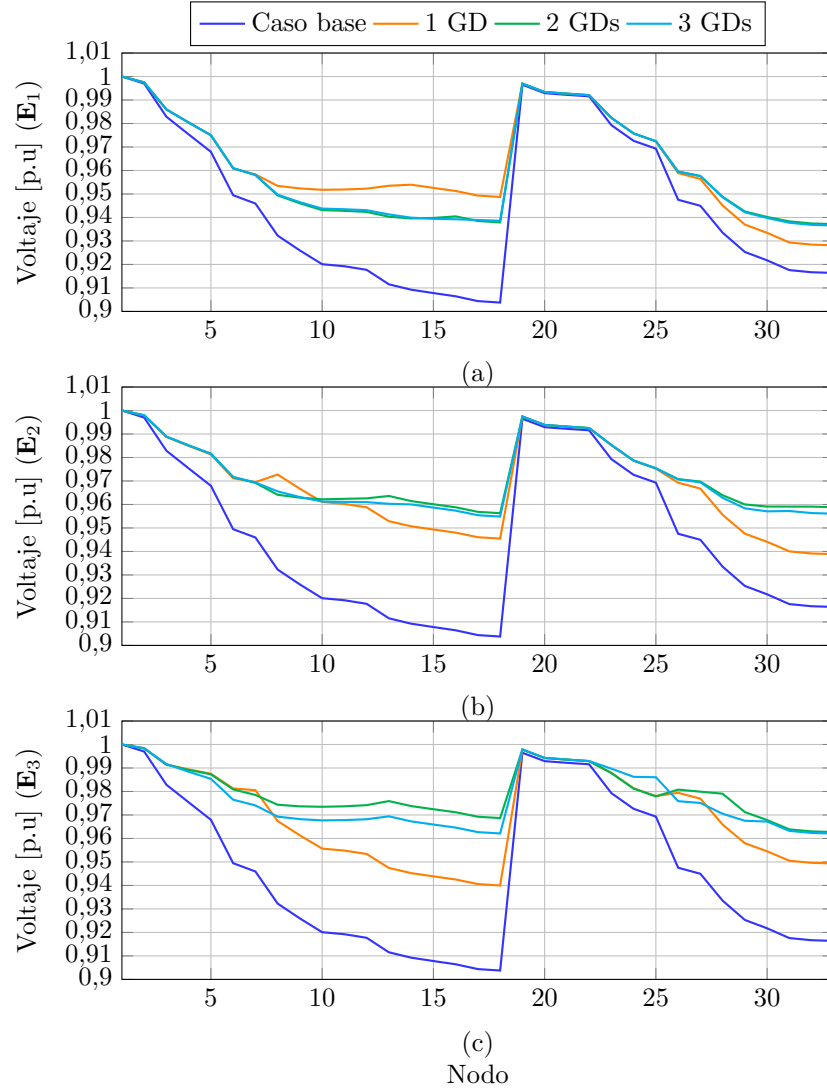


Figura 5.1: Perfiles de voltajes para el sistema de prueba de 33 nodos bajo diferentes escenarios de simulación: (a) E_1 , (b) E_2 y (c) E_3

Con respecto a los perfiles de tensión, es evidente el incremento en los niveles de tensión cuando se incorporan al sistema los generadores distribuidos y se aumenta el porcentaje de energía que pueden suplir, pero la mejora no ocurre de forma proporcional como es el caso de la reducción de pérdidas.

En el \mathbf{E}_1 se puede apreciar que al emplear un solo generador distribuido los perfiles de tensión mejoran considerablemente en comparación con el uso de 2 o 3 GDs. Ante la situación planteada, se deduce que un solo generador distribuido supliendo el 20 % de la demanda de potencia activa del sistema, genera un mayor impacto en los niveles de tensión, mientras que al emplearse 2 o 3 GDs el porcentaje de potencia activa se distribuye entre el número de GDs que se integran al sistema, por lo tanto, la influencia de cada generador en la red es menor.

En el \mathbf{E}_2 , las condiciones descritas anteriormente cambian, ya que el porcentaje de penetración de potencia activa permitido a los GDs se incrementa al 40 %, motivo por el cual se genera un impacto más significativo en la nivelación de tensión al emplear 2 o 3 GDs, los cuales arrojan perfiles muy similares. Este escenario muestra un comportamiento inverso al \mathbf{E}_1 .

El \mathbf{E}_3 sigue afirmando lo expuesto en el \mathbf{E}_2 , pero se evidencia que entre más GDs estén dentro del sistema, el porcentaje de potencia activa que pueden inyectar en cada nodo va ser cada vez menor haciendo que el efecto generado en las tensiones disminuya. Para este caso, el mejor comportamiento se presenta al momento de ingresar al sistema 2 GDs que suplen el 60 % de la demanda de potencia activa.

Finalmente la Tabla 5.4 muestra los nodos que presentan peor regulación de tensión para cada uno de los escenarios e implementando de uno a tres generadores distribuidos al sistema.

Tabla 5.4: Regulación de tensión para el sistema de prueba I

Escenario	Número de GDs			Nodo y voltaje
	1	2	3	
\mathbf{E}_1	33	33	33	Nodo
	0.9282	0.9372	0.9366	Voltaje [p.u]
\mathbf{E}_2	33	18	18	Nodo
	0.9389	0.9563	0.9549	Voltaje [p.u]
\mathbf{E}_3	18	33	33	Nodo
	0.9400	0.9627	0.9621	Voltaje [p.u]

Al realizar la comparación del caso base con los escenarios planteados, se puede ver

que en los \mathbf{E}_2 y \mathbf{E}_3 los niveles de tensión en todo el sistema superan los 0.95 p.u cuando hay presencia de dos o tres generadores distribuidos dentro de la red. El incremento en los niveles de tensión es realmente significativo ya que la tensión más baja en el caso base se encuentra en el nodo 18, con un valor de 0.908 p.u.

5.2. Sistema de prueba II

Para el sistema de prueba de 69 nodos, en el caso base se producen unas pérdidas de potencia activa y reactiva de 242.14 kW y 109.41 kVAr, respectivamente, es decir, sin presencia de la operación de GDs en la red. También presenta el nivel de tensión más bajo en el nodo 69 con un valor de 0.9029 p.u.

Al realizar las simulaciones de los 3 escenarios de operación, en las Tablas 5.5 y 5.6 se observa el comportamiento de las pérdidas de potencia activa y reactiva, y se presenta la diferencia porcentual promedio entre las soluciones dadas por cada una de las herramientas de simulación GAMS y MATLAB para cada escenario.

Tabla 5.5: Pérdidas de potencia activa para el sistema de prueba de 69 nodos

Escenario	Pérdidas de potencia activa [kW]			Pérdidas de potencia activa [kW]			Dif.
	Nºde GDs (GAMS)			Nºde GDs (MATLAB)			%
	1	2	3	1	2	3	
E₁	144.7	143.6	143.4	139.07	137.95	137.74	3.9241
E₂	97.9	94.5	93.5	91.90	90.88	89.62	4.7030
E₃	93.4	82.8	80.5	86.16	76.08	75.41	7.3968

Así como en el sistema de prueba de 33 nodos, se toma en consideración la solución dada por el software MATLAB al contar con un entorno gráfico que facilita el análisis de resultados de las Tablas 5.5 y 5.6.

Tabla 5.6: Pérdidas de potencia reactiva para el sistema de prueba de 69 nodos

Escenario	Pérdidas potencia reactiva [kVAr]			Pérdidas potencia reactiva [kVAr]			Dif.
	N°de GDs (GAMS)			N°de GDs (MATLAB)			%
	1	2	3	1	2	3	
E₁	67.4	66.8	66.7	66.556	64.995	64.892	2.22216
E₂	46.4	45.2	44.7	44.897	44.381	44.099	2.1318
E₃	43.9	39.2	38.5	41.957	37.991	37.605	3.2782

En el \mathbf{E}_1 cuando se integra al sistema un solo GD, se generan pérdidas de potencia activa de 139.07 kW y de potencia reactiva de 66.556 kVAr, ocasionando una reducción en las pérdidas del 42.56 % y 39.16 % respectivamente, que equivalen a 103.07 kW y 42.854 kVAr. Es importante tener en cuenta que en cada uno de los escenarios se realiza un aumento paulatino en el número de GDs instalados en el sistema.

Al momento de emplear 2 generadores distribuidos, en el \mathbf{E}_2 se logra un aumento en la reducción de pérdidas técnicas del sistema, con un porcentaje de 62.46 % en potencia activa y de 59.43 % en potencia reactiva que corresponden a una disminución de 151.26 kW y 64.029 kVAr.

Para dar continuidad, en el \mathbf{E}_3 al momento de aumentar el número de GDs a 3 dentro de la red, ubicados de forma estratégica en los nodos 15, 61 y 66 y con un dimensionamiento de potencia activa de 495.4 kW, 1594.3 kW y 244.7 kW como muestra la Tabla 5.7, causan la máxima reducción de pérdidas técnicas de todos los escenarios con porcentajes de 68.85 % y 65.62 % en potencia activa y reactiva, respectivamente.

En este sistema de prueba los generadores distribuidos tienen un comportamiento similar al sistema de 33 nodos, es decir, que cada vez que aumenta el número de GDs y su porcentaje de penetración de potencia activa, menores son las pérdidas de potencia activa y reactiva.

La Tabla 5.7 identifica en que nodo es ubicado cada uno de los generadores distribuidos que ingresan al sistema y el dimensionamiento necesario para obtener una óptima reducción de pérdidas técnicas en todos los escenarios planteados.

Tabla 5.7: Ubicación y dimensionamiento de GDs para sistema de 69 nodos

Escenario	Cantidad de GD						Localización y tamaño
	1	2	3				
\mathbf{E}_1	N63	N61	N64	N61	N64	N67	Nodo
	778	398.7	379.4	399.1	241.0	138.1	Capacidad [kW]
\mathbf{E}_2	N61	N61	N64	N22	N61	N64	Nodo
	1556	1177.1	379.2	129.8	1047.3	379.2	Capacidad [kW]
\mathbf{E}_3	N61	N18	N61	N15	N61	N66	Nodo
	1954.4	484.0	1850.4	495.4	1594.3	244.7	Capacidad [kW]

En la Tabla anterior se evidencia que los GDs entregan satisfactoriamente la cantidad de potencia activa que se les permite inyectar al sistema según cada escenario planteado; pero en el nodo 61 se observa con mayor frecuencia la presencia de generadores distribuidos y con la mayor inyección de potencia activa, esto se debe a que en él se encuentra concentrada gran parte de la demanda de potencia activa del sistema, con un valor de 1244 kW y porque es uno de los nodos más alejados del generador convencional. Por ejemplo, en el \mathbf{E}_3 cuando se cuenta con la presencia de un generador en el nodo 61, la potencia entregada es de 1954.4 kW, con dos generadores se tiene una capacidad inyectada de 484 kW en el nodo 18 y 1850.4 kW en el nodo 61 y por último con tres generadores, se suministran potencias de 495.4 kW, 1594.3 kW y 244.7 kW, en los nodos 15, 61 y 66 respectivamente.

Posteriormente, la Tabla 5.8 muestra los nodos que presentan peor regulación de tensión para cada uno de los escenarios e implementando de uno a tres generadores distribuidos al sistema.

Tabla 5.8: Regulación de voltaje para el sistema de prueba II

Escenario	Número de GDs			Nodo y voltaje
	1	2	3	
\mathbf{E}_1	69	69	69	Nodo
	0.9349	0.9361	0.9372	Voltaje [p.u]
\mathbf{E}_2	69	69	69	Nodo
	0.9622	0.9646	0.9608	Voltaje [p.u]
\mathbf{E}_3	27	69	64	Nodo
	0.9699	0.9755	0.9785	Voltaje [p.u]

Al realizar la comparación del caso base con los escenarios planteados, se puede ver que en los \mathbf{E}_2 y \mathbf{E}_3 los niveles de tensión en todo el sistema superan los 0.95 p.u. El incremento en los niveles de tensión es realmente significativo ya que la tensión más baja en el caso base se encuentra en el nodo 69, con un valor de 0.9029 p.u.

Finalmente, la Fig. 5.2 muestra los perfiles de tensión de los escenarios descritos anteriormente, donde es evidente que el escenario con un mejor comportamiento del sistema frente al ingreso de GD es el \mathbf{E}_3 . Nótese que el comportamiento al 40 % y al 60 % es semejante, y a pesar de que es una red radial no es limitante para mejorar los perfiles de tensión aún a los nodos más alejados de los GD.

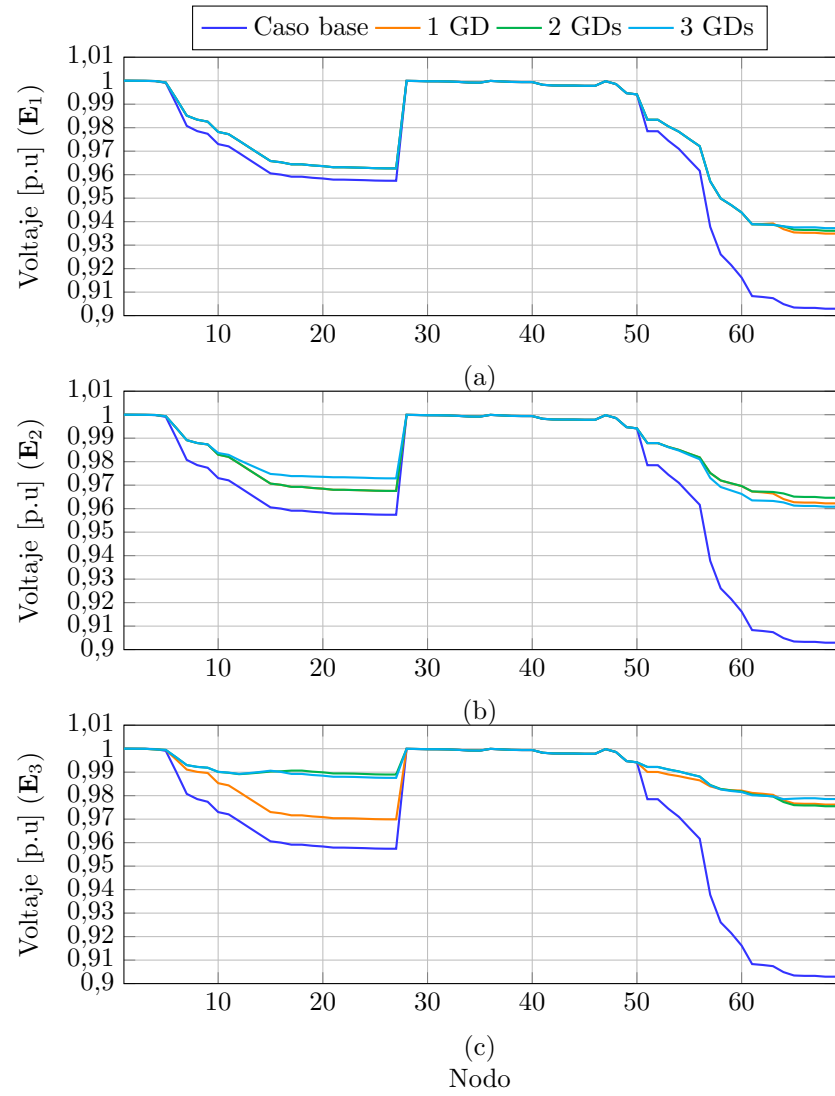


Figura 5.2: Perfiles de voltajes para el sistema de prueba de 69 nodos bajo diferentes escenarios de simulación: (a) \mathbf{E}_1 , (b) \mathbf{E}_2 y (c) \mathbf{E}_3

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

- Para el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de generadores distribuidos en sistemas de distribución radial se propuso un modelo matemático no lineal entero mixto con el objetivo principal de minimizar las pérdidas de potencia activa. En este estudio, el modelo matemático fue implementado en dos sistemas de prueba, sujeto a varias condiciones operativas y resuelto mediante el paquete de optimización comercial GAMS que facilita la toma de decisiones con respecto a la ubicación de los GDs dentro de la red de distribución; además se empleó un flujo de potencia del tipo barrido iterativo para determinar las pérdidas de potencia activa y reactiva de la red con la colaboración de la herramienta MATLAB.
- Con el propósito de brindar a los lectores claridad en la forma en que se implementó el modelo matemático propuesto y veracidad del mismo, se presentó la simulación en GAMS de un sistema de distribución de 10 nodos, explicando paso a paso cuales son los conjuntos, variables, tablas, escalares y ecuaciones que lo conforman.
- Se realizó un análisis detallado de los resultados adquiridos sobre las pérdidas técnicas, el cual, permitió descubrir que inyectar potencia activa por medio de los GDs, no sólo ofrece una reducción importante en las pérdidas de potencia activa sino también en las pérdidas de potencia reactiva, debido al incremento en los perfiles de tensión, que reduce las corrientes que fluyen por las líneas.
- Adicionalmente, las pérdidas de potencia activa y reactiva, están directamente

relacionadas con el porcentaje de penetración y la cantidad de GDs operando dentro del sistema, es decir, entre mayor sea el porcentaje de penetración y el número de generadores distribuidos, menores serán sus pérdidas.

- El rendimiento de los perfiles de tensión no mejora de forma proporcional al aumento del porcentaje de penetración de potencia activa y la cantidad de generadores distribuidos, esto ocurre porque el porcentaje de penetración tanto individual como grupal de los GDs puede ser muy pequeño provocando que haya un impacto menor en cada uno de las tensiones nodales.

6.2. Recomendaciones

- Se recomienda analizar el comportamiento del sistema al inyectar tanto potencia activa como reactiva por medio de generadores distribuidos, ya que en el caso de nuestra investigación se consideró que los generadores tenían un factor de potencia unitario.
- Se recomienda hacer un estudio económico, que haga una comparación costo beneficio, al relacionar el costo que implica instalar en el sistema generadores distribuidos, su mantenimiento y operación y las ganancias que se presentan al disminuir considerablemente las pérdidas técnicas.
- Como trabajo futuro, el modelo PNLEM presentado en este documento puede extenderse a una ubicación y dimensionamiento óptimos de los condensadores en paralelo en conjunto con los generadores distribuidos para reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva al mismo tiempo que mejora el perfil de voltaje.
- Para trabajos de investigación futuros se recomienda considerar una variación en los perfiles de carga de diferente naturaleza durante un período de 24 horas, es decir, que conectado al mismo generador convencional se tengan cargas industriales y residenciales que varíen en el transcurso del día en los mismos nodos.
- Por último, se recomienda trabajar con generadores distribuidos de naturaleza renovable considerando en el modelo matemático las condiciones climáticas que presenta la red donde se pretende instalar los generadores distribuidos.

Bibliografía

- [1] UPME and M. de Minas y Energía, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia,” Tech. Rep., 2015. [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- [2] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapie, M. Granada, and C. A. Castro, “Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 6, pp. 1084–1090, June 2017.
- [3] K. Mahmoud, N. Yorino, and A. Ahmed, “Optimal distributed generation allocation in distribution systems for loss minimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 960–969, March 2016.
- [4] A. A. A. El-Ela, R. A. El-Sehiemy, A.-M. Kinawy, and E. S. Ali, “Optimal placement and sizing of distributed generation units using different cat swarm optimization algorithms,” in *Power Systems Conference (MEPCON), 2016 Eighteenth International Middle East*. IEEE, 2016, pp. 975–981.
- [5] S. Kaur, G. Kumbhar, and J. Sharma, “A minlp technique for optimal placement of multiple dg units in distribution systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 609 – 617, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151400372X>
- [6] J. López Lezama, “Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de distribución usando un modelo de programación no lineal entero mixto,” *Tecnura*, vol. 15, no. 30, 2011.
- [7] D. N. . G. R. Shivarudraswam and J. N.S., “Ga based optimal location and size of the distributed generators in distribution system for different load conditions,” *IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES-2016)*, 2016.
- [8] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, “Optimal placement of different type of dg sources in distribution networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 752 – 760, 2013. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513002469>
- [9] O. D. Montoya, A. Grajales, A. Garces, and C. A. Castro, “Distribution systems operation considering energy storage devices and distributed generation,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 5, pp. 890–900, May 2017.

- [10] K. Madani, M. Guégan, and C. B. Uvo, "Climate change impacts on high-elevation hydroelectricity in california," *Journal of Hydrology*, vol. 510, pp. 153 – 163, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022169413008883>
- [11] U. N, "Adoption of the paris agreement," United Nations, Tech. Rep., 2015.
- [12] N. Jain, S. Singh, and S. Srivastava, "Pso based placement of multiple wind dgs and capacitors utilizing probabilistic load flow model," *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 19, pp. 15 – 24, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650214000558>
- [13] J. Hernandez, D. Velasco, and C. Trujillo, "Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in colombia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 5, pp. 2290 – 2298, 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000451>
- [14] G. B. Upton and B. F. Snyder, "Funding renewable energy: An analysis of renewable portfolio standards," *Energy Economics*, vol. 66, pp. 205 – 216, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988317301974>
- [15] E. Ali, S. A. Elazim, and A. Abdelaziz, "Ant lion optimization algorithm for renewable distributed generations," *Energy*, vol. 116, pp. 445 – 458, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216313767>
- [16] A. D. Woldeyohannes, D. E. Woldemichael, and A. T. Baheta, "Sustainable renewable energy resources utilization in rural areas," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 1 – 9, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116303409>
- [17] K. Balamurugan, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Impact of distributed generation on power distribution systems," *Energy Procedia*, vol. 25, pp. 93 – 100, 2012, pV Asia Pacific Conference 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212011757>
- [18] A. Keane and M. O'Malley, "Optimal allocation of embedded generation on distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640–1646, Aug 2005.
- [19] M. Kefayat, A. L. Ara, and S. N. Niaki, "A hybrid of ant colony optimization and artificial bee colony algorithm for probabilistic optimal placement and sizing of distributed energy resources," *Energy Conversion and Management*, vol. 92, pp. 149 – 161, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414010760>
- [20] S. Kansal, V. Kumar, and B. Tyagi, "Hybrid approach for optimal placement of multiple dgs of multiple types in distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 226 – 235, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515003725>
- [21] K. Mistry, "Msfll based determination of optimal size and location of distributed generation in radial distribution system," *IEEE*, 2016.
- [22] S. Carvajal and J. D. M. Jiménez, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico," *Revista Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2013.

- [23] P. P. R. G. y. N. A. Enrique Castillo, Antonio J. Conejo, *Formulación y resolución de programación matemática en Ingeniería y Ciencia*, 2002. [Online]. Available: <http://ingenieria-industrial.net/downloads/LibroCompleto.pdf>
- [24] N. Sahoo and K. Prasad, “A fuzzy genetic approach for network reconfiguration to enhance voltage stability in radial distribution systems,” *Energy conversion and management*, vol. 47, no. 18, pp. 3288–3306, 2006.

Apéndice

Apéndice A

Ejemplo de implementación

El sistema de prueba empleado como ejemplo de implementación, es una red de distribución radial compuesta por 10 nodos y 9 líneas (véase la Fig. 3.2). Cuenta con un generador convencional que opera a una tensión de 23 kV desde el nodo 1. Adicionalmente, en la Tabla 3.1 se muestran los parámetros de los tramos de red y demanda pico del sistema, que en su totalidad corresponde a 12.368 MW y 4.186 MVar de potencia activa y reactiva, respectivamente.

Se tiene como objetivo minimizar la función z , que en este caso corresponde a las pérdidas de operación; se considera un escenario de simulación donde se permite una penetración de GD del 60 % de la demanda total de la red por medio de 2 generadores.

El código para obtener una solución al problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD, se presenta a continuación:

■ Simulación en GAMS.

```
1  'PROBLEMA DEL FLUJO OPTIMO DE CARGAS'
2
3  *"Se definen los conjuntos G y N".
4  *"Luego se define el conjunto MAP como un subconjunto de los
   conjuntos G y N".
5  *"El subconjunto MAP establece las combinaciones validas entre los
   elementos deGyN".
6
7  SETS
8  G indice de generadores /G1/
9  N indice de nudos /N1*N10/
10 MAP(G,N) asocia generadores y nudos /G1.N1/;
```

```

11 |
12 | *"Se asignan los datos de entrada.La primera tabla representa los
    |   datos para cada generador".
13 | *"Los identificadores de las columnas no se han declarado como
    |   elementos que pertenecen a algun conjunto, por eso se utiliza el
    |   simbolo '*' en la definicion de la tabla. Igualmente ocurre en
    |   los de las dos tablas posteriores".
14 |
15 | TABLE GDATA(G,*) datos de entrada de los generadores
16 | PMIN PMAX QMIN QMAX
17 | * (W) (W) (VAr) (VAr)
18 | G1 0 200 0 100 ;
19 |
20 | TABLE Y(N,N) datos de entrada de las lineas
21 | N1 N2 N3 N4
22 | N5 N6 N7 N8
23 | N9 N10
24 | N1 12281.6130920897 12281.6130920897 0 0
25 | 0 0 0 0
26 | 0 0
27 | N2 12281.6130920897 20354.1542707382 8095.39838140677 0
28 | 0 0 0 0
29 | 0 0
30 | N3 0 8095.39838140677 11790.8776879658
    | 3731.38541504190
31 | 0 0 0 0
32 | 0 0
33 | N4 0 0 3731.38541504190
    | 9341.81061368825
34 | 5711.28742969098 0 0 0
35 | 0 0
36 | N5 0 0 0
    | 5711.28742969098
37 | 7722.29199939385 2011.00458311739 0 0
38 | 0 0
39 | N6 0 0 0 0
40 | 2011.00458311739 6416.00108727414 4404.99651222427 0
41 | 0 0
42 | N7 0 0 0 0
43 | 0 4404.99651222427 6614.70353209691 2239.68784486594
44 | 0 0
45 | N8 0 0 0 0
46 | 0 0 2239.68784486594 3199.57932266174
47 | 959.891477870433 0

```

```

48 | N9      0      0      0      0      0
49 | 0      0      0      0      0      959.891477870433
50 | 1821.32452664440 861.433048780279
51 | N10     0      0      0      0      0
52 | 0      0      0      0      0
53 | 861.433048780279 861.433048780279
54 | ;
55 |
56 | TABLE PHI(N,N)
57 | N1      N2      N3      N4
58 | N5      N6      N7      N8
59 | N9      N10
60 | N1      -1.2804736      1.86111900      0.00000000      0.00000000
61 | 0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
62 | 0.00000000      0.00000000
63 | N2      1.86111900      -1.24202231      1.95792399      0.00000000
64 | 0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
65 | 0.00000000      0.00000000
66 | N3      0.00000000      1.95792399      -1.13080644      2.12567215
67 | 0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
68 | 0.00000000      0.00000000
69 | N4      0.00000000      0.00000000      2.12567215      -0.83467619
70 | 2.42495643      0.00000000      0.00000000      0.00000000
71 | 0.00000000      0.00000000
72 | N5      0.00000000      0.00000000      0.00000000      2.42495643
73 | -0.71660124      2.42509074      0.00000000      0.00000000
74 | 0.00000000      0.00000000
75 | N6      0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
76 | 2.42509074      -0.71642769      2.42519884      0.00000000
77 | 0.00000000      0.00000000
78 | N7      0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
79 | 0.00000000      2.42519884      -0.64871897      2.62626956
80 | 0.00000000      0.00000000
81 | N8      0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
82 | 0.00000000      0.00000000      2.62626956      -0.51532755
83 | 2.62625466      0.00000000
84 | N9      0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
85 | 0.00000000      0.00000000      0.00000000      2.62625466
86 | -0.51533549      2.62625993
87 | N10     0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
88 | 0.00000000      0.00000000      0.00000000      0.00000000
89 | 2.62625993      -0.51533271;
90 |
91 | TABLE BUS(N,*)

```

```

92  *          VMIN VMAX   PL          QL
93  (V)   (V)      (W)      (VAr)
94  N1      0.8   1.0      0           0
95  N2      0.8   1.0     18.40        4.60
96  N3      0.8   1.0      9.80        3.40
97  N4      0.8   1.0     17.90        4.46
98  N5      0.8   1.0     15.98       18.40
99  N6      0.8   1.0     16.10        6.00
100 N7      0.8   1.0      7.80        1.10
101 N8      0.8   1.0     11.50        0.60
102 N9      0.8   1.0      9.80        1.30
103 N10     0.8   1.0     16.40        2.00;
104
105  *"Constante PI util para limitar los angulos de tension".
106  SCALAR
107  PI /3.1416/
108  POTNOMGD Potencia nominal de la gd /22.29/
109  w1/1/
110  w2/1/;
111
112  *"Se declaran las variables de optimizacion".
113  VARIABLES
114  z valor de la funcion objetivo
115  p(G) potencia activa generada por el generador G
116  q(G) potencia reactiva generada por el generador G
117  v(N) modulo de la tension en el nudo N
118  d(N) angulo de la tension en el nudo N
119  GD(N)
120  Grados(N)
121  f1
122  f2
123  f3;
124
125  BINARY VARIABLE
126  x(N) Variable asociada a la ubicacion de GD;
127
128  *"Se asignan los limites de las variables".
129  p.lo(G)=GDATA(G,'PMIN'); p.up(G)=GDATA(G,'PMAX');
130  q.lo(G)=GDATA(G,'QMIN'); q.up(G)=GDATA(G,'QMAX');
131  v.lo(N)=BUS(N,'VMIN'); v.up(N)=BUS(N,'VMAX');
132  d.lo(N)=-PI; d.up(N)=PI;
133
134  *"El conjunto de nodos N se duplica para hacer referencia a
    distintos elementos del mismo dentro de la misma restriccion".

```

```

135 ALIAS(N,NP);
136
137 *"Se declaran las restricciones".
138 EQUATIONS
139 LOSS      funcion objetivo
140 PBAL(N)   restricciones de balance de potencia activa
141 QBAL(N)   restricciones de balance de potencia reactiva
142 Delta(N)  Angulo en grados
143 MAXGD(N)  Maximo generacion distribuida
144 MINGD(N)  Maximo generacion distribuida
145 TOTALDD   Total generadores disponibles
146 PNT       Potencia de GD permitida en la red
147 eq1
148 eq2
149 eq3;
150
151 *"En las restricciones se emplea la condicion $MAP(G,N) para
    comprobar si el generador G esta ubicado en el nudo N".
152
153 LOSS.. z =e= SUM(N,v(N)*SUM(NP,Y(N,NP)*v(NP)*COS(d(N)-d(NP)-PHI(N,
    NP)))));
154 eq1.. f1 =e= SUM(G,p(G));
155 eq2.. f2 =e= -SUM(N,BUS(N,'PL')) + SUM(N,GD(N));
156 eq3.. f3 =e= SUM(N,GD(N));
157
158 PBAL(N).. SUM(G$MAP(G,N),p(G))-BUS(N,'PL') + GD(N)=e=v(N)*SUM(NP,Y(
    N,NP)*v(NP)*COS(d(N)-d(NP)-PHI(N,NP)));
159
160 QBAL(N).. SUM(G$MAP(G,N),q(G))-BUS(N,'QL')=e=v(N)*SUM(NP,Y(N,NP)*v(
    NP)*SIN(d(N)-d(NP)-PHI(N,NP)));
161
162 MAXGD(N).. GD(N) =L= 0.6*SUM(Np,BUS(Np,'PL'))*X(N);
163
164 MINGD(N).. GD(N) =G= 0*POTNOMGD*x(N);
165
166 TOTALDD.. SUM(N,x(N)) =L= 2;
167
168 PNT.. SUM(N,GD(N)) =L= 0.6*SUM(N,BUS(N,'PL'));
169
170 BP.. SUM(G,p(G))-SUM(N,BUS(N,'PL')) + SUM(N,GD(N)) =g= 0;
171
172 Delta(N).. Grados(N) =e= d(N)*180/PI;
173
174 *"Los comandos siguientes definen el modelo de flujo optimo de

```

```
175 |         cargas, y solicitan a GAMS que resuelva el problema mediante un
176 |         optimizador no lineal".
177 | MODEL fop /ALL/;
178 | SOLVE fop USING minlp MINIMIZING z;
179 | DISPLAY GD.1,x.1,f1.1,f2.1,z.1,f3.1;
```

Los resultados obtenidos de las pérdidas de potencia activa y reactiva se encuentra en la Tabla 3.2, al igual que los resultados obtenidos de la ubicación y capacidad de los 2 generadores distribuidos se muestran en la Tabla 3.3.